(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 2
2025

УДК: 622.276.1/4 10.70769/3030-3214.SRT.3.2.2025.13

АНАЛИЗ МОДЕЛЕЙ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Султонов Нодир Нормуродович

Старший преподаватель, Каршинский государственный технический университет, Карши, Узбекистан
E-mail: nodir.sultonov.90@mail.ru
ORCID ID: 0009-0005-1838-7439

Рахимов Улугбек Зокирович

Заместитель директора дирекции добыча нефти и газа - заместитель главного инженера ИП ООО «Sanoat Energetika Guruhi», Карши, Узбекистан
E-mail: u.rakhimov@saneg.com
ORCID ID: 0009-0007-7671-4690

Киличов Икром Комил угли

Докторант (PhD), Каршинский государственный технический университет, Карши, Узбекистан
E-mail: ikrom.qilichov95@gmail.com
ORCID ID: 0009-0000-7213-8285

Омонов Сохибназар Панжиевич

Докторант (PhD), Каршинский государственный технический университет, Карши, Узбекистан
E-mail: soxibomon@gmail.com
ORCID ID 0009-0007-4312-8548

Аннотация. *Приведена последовательность экспериментальных работ по определению коэффициента вытеснения нефти водой показано что в моделях коэффициента вытеснения нефти водой полученных по результатам экспериментальных исследований используются различные факторы характеризующие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, структуры пористей среды, физико-химические свойства пластовых флюидов. Установлено, что модели расчета коэффициента вытеснения нефти водой с высокими коэффициентами корреляции могут быт описаны зависимостями различного вида: линейно; квадратичной; кубической; степенной; логарифмической экспоненциальной.*

Ключевые слова: *модель, коэффициент, вытеснение, вязкость, проницаемость, зависимость, корреляция, тип, порода, эксперимент.*

NEFTNI SUV BILAN SIQIB CHIQARISH KOEFFITSIYENTI MODELLARI TAHLILI

Sultonov Nodir Normurodovich

Qarshi davlat texnika universiteti katta o‘qituvchisi, Qarshi, O‘zbekiston

Raximov Ulugbek Zokirovich

"Sanoat Energetika Guruhi" MCHJ QK neft va gaz qazib chiqarish direksiyasi direktori o‘rinbosari, Qarshi, O‘zbekiston

Qilichov Ikrom Komil o‘g‘li

Qarshi davlat texnika universiteti doktoranti (PhD), Qarshi, O‘zbekiston

Omonov Soxibnazar Panjiyevich

Qarshi davlat texnika universiteti doktoranti (PhD), Qarshi, O‘zbekiston

Annotatsiya. *Neftni suv bilan siqib chiqarish koeffitsiyentini aniqlash bo‘yicha eksperimental ishlar ketma-ketligi keltirilgan bo‘lib, eksperimental tadqiqotlar natijalari asosida olingan neftni suv bilan siqib chiqarish koeffitsiyenti modellarida kollektorlarning filtratsiya-sig‘im xususiyatlarini, muhit g‘ovaklarining tuzilishini, qatlam suyuqliklarining fizik-kimyoviy xususiyatlarini tavsiflovchi turli omillardan foydalanilganligi ko‘rsatilgan. Yuqori korrelyatsiya koeffitsiyentlariga ega bo‘lgan neftni suv bilan siqib chiqarish koeffitsiyentini hisoblash modellari turli ko‘rinishdagi bog‘liqliklar bilan tavsiflanishi mumkinligi aniqlandi: chiziqli; kvadratik; kubik; darajali; logarifmik eksponensial.*

Kalit so‘zlar: *model, koeffitsiyent, siqib chiqarish, qovushqoqlik, o‘tkazuvchanlik, bog‘liqlik, korrelyatsiya, tur, jins, tajriba.*

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 2
2025

ANALYSIS OF OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY FACTOR MODELS

Sultonov Nodir Normurodovich
Senior Lecturer of Karshi State Technical University, Karshi, Uzbekistan

Rakhimov Ulugbek Zokirovich
Deputy Director of the Directorate for Oil and Gas Production of JV LLC "Sanoat Energetika Guruhi", Karshi, Uzbekistan

Qilichov Ikrom Komil ugli
Doctoral student (PhD) of Karshi State Technical University, Karshi, Uzbekistan

Omonov Sokhibnazar Panjievich
Doctoral student (PhD) of Karshi State Technical University, Karshi, Uzbekistan

Abstract. *The sequence of experimental work on determining the oil displacement coefficient by water is presented; it is shown that in the models of the oil displacement coefficient by water obtained as a result of experimental studies, various factors characterizing the filtration-capacity properties of reservoirs, the pore structure of the medium, and the physicochemical properties of reservoir fluids are used. It has been established that models for calculating the oil displacement coefficient by water with high correlation coefficients can be described by various types of dependencies: linear; quadratic; cubic; exponential; logarithmic exponential.*

Keywords: *model, coefficient, displacement, viscosity, permeability, dependence, correlation, type, species, experiment.*

Введение. Для увеличения степени извлечения геологических запасов нефти месторождений реализуются различные методы, отличающиеся потенциальными возможностями и сложностью осуществления. Так как большое количество месторождений разрабатываются с применением заводнения широкое применение находят физико-химические методы, направленные на повышение коэффициента вытеснения нефти водой (КВНВ). В связи с этим, исследование влияние типа пород на коэффициент вытеснение и извлечение нефти имеет важное значение для повышения эффективности разработки месторождений и нефтяной отрасли.

К настоящему времени проведено большое количество теоретических и экспериментальных исследований по установлению степени влияния факторов на КВНВ и по результатам экспериментальных работ созданы модели его определения в зависимости от различных свойств пород и пластовых флюидов. В связи с этим особое внимание уделяется изучению факторов, влияющих на КВНВ и созданию научно обоснованных моделей его определения, в различных геолого-физических условиях залежей нефти.

Материалы и методы. Коэффициент вытеснений нефти водой является одним из двух показателей, характеризующих эффективность разработки нефтяных залежей с применением различных систем заводнения. Так как коэффициент извлечения нефти при режимах вытеснения нефти водой определяется по формуле [9; с. 191-209, 11; с. 33-37, 6; с. 45, 12; с. 33]:

$$КИН = К_{выт} * К_{охв}, \quad (1)$$

где $К_{выт}$ – коэффициент вытеснения; $К_{охв}$ – коэффициент охвата.

Под коэффициентом вытеснения понимается отношение количества нефти, вытесненного при промывке коллектора водой к начальному количеству нефти в этом коллекторе. Коэффициент вытеснения определяют лабораторных условиях, которые проводятся в следующей последовательности [15; с.42]:

- создается модель пласта из кернов продуктивного пласта. Обычно модель пласта комплектуется из цилиндрических образцов, при этом порядок компоновки составной модели принимается таким, что по направлению вытеснения каждый последующий образец имеет меньшую проницаемость;
- в каждом образце создается остаточная водонасыщенность методом капилляметрии, после чего производится насыщение модели пласта нефтью;
- перед процессом вытеснения модель выдерживается при термобарических условиях, близких к пластовым;
- проводится непрерывное нагнетание вытесняющей воды при скоростях, близких к

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 2
2025

реальными до полного обводнения выходящей жидкости. Обычно объем нагнетаемой воды составляет 8-10 объемов порового пространства модели пласта;

- рассчитывается коэффициент вытеснения нефти водой как отношение объема вытесненной нефти ($V_{вытн}$) к ее начальному объему ($V_{нач}$):

$$К_{выт}= V_{вытн}/ V_{нач.} \quad (2)$$

Экспериментальные исследования коэффициента вытеснения нефти различными агентами проводятся на установках, отвечающих требованиям ОСТ 39 - 195-86 «Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. Общая схема экспериментальной установки приведена на рис.1.

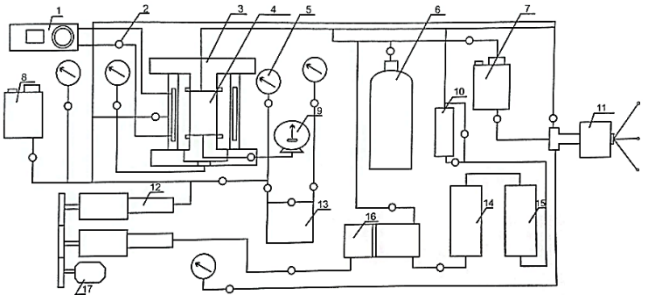

Рис.1. Схема экспериментальной установки по определению коэффициента вытеснения:

1-термостат, 2-манифольд; 3-кернодержатель; 4-керн; 5-манометр образцовый; 6- азотный баллон; 7- бачок для масла; 8 - емкость второго пресса; 9-газосчетчик; 10-термонагреватель; 11-ручной пресс; 12-пресс; 13-дифманометр; 14-контейнер с силикагелем; 15-контейнер с хлористым кальцием; 16-поршневой разделитель; 17- электродвигатель.

Как видно из выше приведенной последовательности экспериментальных работ методы определения коэффициента вытеснения достаточно сложны и трудоемки, вследствие чего экспериментальными исследованиями, преимущественно, охвачены основные продуктивные пласты крупных месторождений, а на мелких имеются лишь единичные анализы. Поэтому при проектировании разработки нефтяных месторождений часто используются математические модели построенные на основе результатов экспериментальных исследований [17; с.93-98]. К настоящему времени предложены математические модели определения коэффициента вытеснения нефти водой для продуктивных пластов различных нефтегазоносных регионов мира [15; с.42-45, 13; с.39-43, 10; с.43-48, 16; с.229-235, 5; с.97-99, 3; с.54-55, 8; с.43-44, 14; с.19-25, 2; с.16, 1; с.21-22, 4; с.28-29, 7; с.3]. Наиболее широко применяемые математические модели определения коэффициента вытеснения нефти водой сведены в табл.1.

Таблица 1.

Результаты экспериментальных исследований вытеснения нефти водой

№	Авторы	Предложенные зависимости коэффициента вытеснения нефти водой	Тип коллектора	Факторы влияющие вытеснения нефти водой
1	2	3	4	5
1	Хижняк Г.П., Поплаухина Т. Б., Галкин С. В., Ефимов А.А.	$К_{выт}=A*\ln(K/\mu_0)+B$	Терригенный	K/μ_0- коэффициент подвижности $\mu_0= \mu_н/ \mu_в$- относительная вязкость
2	Распопов А. В., Хижняк Г.П.	$К_{выт}=A*\ln(K/\mu_0)+B$	Терригенный	K/μ_0- коэффициент подвижности
3	Мустафаев М.К., Кайыркан Е.К.	$К_{выт}=A(B-e^{-СК})$	Терригенный+карбонатный	K- коэффициент проницаемости t- температура рабочего агента
4	Юркив Н.И.	$К_{выт}=A+B*V_{пор}$	Терригенный	$V_{пор}$- объем прокачанной жидкости
5	Выломов Д.Д., Штин Н.А., Цепелев В.П.	$К_{выт}=0,7679+0,0524\ln(K/\mu_а)$	Терригенный	K- коэффициент проницаемости $\mu_а$- вязкость агента
6	Артюхович В.К.	$К_{выт}=A*П^3-B*П^2+C*П-D$	Терригенный	$П=\rho_г/(\rho_н*m)$- безразмерный параметр, $\rho_г$, $\rho_н$- плотность газа и нефти в пластовых условиях, m-коэффициент пористости
		$К_{выт}=A\ln*П+B$		
		$К_{выт}=A*П^B$		
		$К_{выт}=A*П+B$		
		$К_{выт}=A*e^{ВП}$		
7	Сургучев М.Л, Колганов В.И., Гавура А.В.	$К_{выт}=0,066*S+0,720$	Карбонатный	S- степень неоднородности коллектора
		$К_{выт}=-0,0,98*S+1,019$	Терригенный	S=1/(0,193lg K-0.093)
		$К_{выт}=\frac{1}{0,107*10^{-3}*S_ф+1,227}$	Терригенный	$S_ф$-удельная поверхность фильтрации
		$К_{выт}=0,2649*K-0,107*K^2-0,0026*\mu_н+0,5286$	Карбонатный	K-проницаемость, $\mu_н$-вязкость нефти в пластовых условиях
		$lgК_{выт}=0,63*lgK-0,137*lg\mu_н+0,00124*К_с-0,0266*К_а-0,0301$	Карбонатный	$К_с$-содержание смол, $К_а$- содержание асфальтенов
		$lgК_{выт}=0,0719*lgK-0,1033*lg\mu_н-0,105$	Терригенный	K-проницаемость, $\mu_н$-вязкость нефти в пластовых условиях
		$lgК_{выт}=0,064*lgK-0,1194*lg\mu_н+0,0035*К_с-0,0067*К_а-0,130$	Терригенный	K-проницаемость, $\mu_н$-вязкость нефти в пластовых условиях, $К_с$-содержание смоль, $К_а$- содержание асфальтенов
8	Антипин М.А., Назаров А.В., Кузмина О.В.	$К_{выт}=0,0011*K+0,4657$	Карбонатный	K-проницаемость
9	Агзамов А.А.	$К_{выт}=0,48+0,86*K-0,55*K^2$	Карбонатный	K-проницаемость
10	Игамбердиева Л.З.	$К_{выт}=0,4174+0,00118*\mu_{аг}$	Карбонатный	$\mu_{аг}$-вязкость вытесняющего агента
11	Сургучев М.Л, Колганов В.И., Гавура В.Г.,Махневич В.Г.	$К_{выт}=(0,678-S_в)/(1-S_в)$	Карбонатный	$S_в$-начальная водонасыщенность
12	“СевКазНИПИнефть”	$К_{выт}=к/(\alpha*к+\beta)$ $\alpha=0,97Т(Т-10,7)$ $\beta=2800/(Т+10,7)$	Карбонатный	K-проницаемость T-температура пласта

Результаты. В работе [15, с. 42–45] приведены результаты экспериментальных исследований вытеснения нефти пресной и пластовой водой на более чем 200 образцах керна продуктивных пластов месторождений

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 2
2025

Волго-Уральского региона. В результате обработки экспериментальных данных ими предложена следующая формула:

$К_{выт}=0,7679+0,0524\ln(К/\mu_а)$, (3)

где К – коэффициент абсолютной проницаемости; $\mu_а$ – вязкость агента.

Мустафаев М.К. и Кайыркан Е.К своими экспериментальными исследованиями показали, что повышение температуры закачиваемой воды способствуют увеличению вытеснения нефти, что отмечается для всех лито типов пород [10; с.47].

В работах [15, с. 42–45; 13, с. 39–43; 10, с. 43–48; 16, с. 48–50] приведены результаты определения коэффициента вытеснения для пород-коллекторов месторождений Пермского края. Авторами этих работ предложены зависимости различного вида для определения коэффициента вытеснения:

$К_{выт}=A_1+A_2\ln К_{подв}$, (4)

$К_{выт}=A\ln(К/\mu_0)+B$ (5)

где $К_{лодв}=К/\mu_н$ – коэффициент подвижности, представляющий собой отношение проницаемости коллектора (к) и вязкости нефти в пластовых условиях, μ_0 – относительная вязкость, равная отношению вязкости нефти $\mu_н$ к вязкости вытесняющей воды μв.

Они на основе статистической обработки данных 214 залежей визейских отложений пришли к выводу, что КИН в значительно большей степени контролируется коэффициентом вытеснения. Зависимость КИН от $К_{выт}$ представлен в виде:

$КИН = A_1К_{выт} + A_2$. (6)

В работе [14; с.43–46] М.Л. Сургучевым приведены результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой для 10 залежей нефти в карбонатных и 15 залежей – в терригенных отложениях Пермского Прикамья. По результатам экспериментов установлены зависимости коэффициента вытеснения от параметров коллектора и нефти (проницаемости - к, вязкости нефти - $\mu_н$, содержания смол - $К_с$ и асфальтенов - $К_а$):

- для карбонатных коллекторов

$\lg Квыт = 0,63\cdot\lg К – 0,137\cdot\lg \mu н + 0,00124\cdot Кс – 0,0266\cdot Ка – 0,0301$; (7)

- для терригенных коллекторов

$\lg Квыт = 0,064\cdot\lg К – 0,1194\cdot\lg \mu н + 0,0035\cdot Кс – 0,0067\cdot Ка – 0,130$. (8)

(Размерность параметров, входящих в формулы: К — мкм²; μн — мПа·с; Кс — %; Ка — %; Квыт — доли единицы). Полученные результаты показывают, что коэффициент вытеснения нефти водой в значительной степени определяется свойствами коллектора и нефти.

В работе [8; с.43-45] приведены результаты вытеснения нефти месторождений Азербайджана, Туркменистана, Чечни и Западной Сибири углеводородным газом с различным содержанием компонентов C_2-C_6 при давлении 25-40 МПа и температуре 33-100 ^{0}C. Однако в экспериментах скорость фильтрации была одинаковой. Экспериментальные данные были обработаны по пяти видам зависимостей. Полиноминальная зависимость рассмотрена от квадратичной до шестой степени:

$К_{выт} = 0,508197 \ln P + 0, 470726$ (9)

(коэффициент корреляции 0,763);

$К_{выт} = 0,480677* P^{0,7794}$ (10)

(коэффициент корреляции 0,833);

$К_{выт} = 0,39371*P + 0,064235$, (11)

(коэффициент корреляции 0, 850);

$К_{выт} =0,261202*e^{0,595345*P}$ (12)

(коэффициент корреляции 0,902);

$К_{выт} = 0,157071*P^3 - 0,326789* P^2 +0, 308644*P+0,344443$, (13)

(коэффициент корреляции 0,961).

Основным результатом экспериментальных исследований В.К. Артюховича является то, что коэффициент вытеснения изменяется в зависимости от условий: до величины безразмерного параметра Р = 0,25 - без смешиваемости фаз; от 0,25- до 2,0 - ограниченная смешиваемость фаз и выше 2,0- смешиваемость фаз [3; с.54-55].

Безразмерный параметр определяется по формуле:

$P = \rho_г/(\rho_н*m)$, (14)

где $\rho_г$, $\rho_н$ – плотность соответственно газа и нефти в пластовых условиях;

m – пористость модели пласта.

В работах [14; с.120-121, 8; с.228-246] приведены результаты исследований по оценке потенциальной возможности методов увеличения нефтеотдачи пластов. Показано, что при использовании в качестве рабочего агента вода+газ КИН увеличится на 5-10%, полимеры – 5-8%, щелочи – 2-8%, мицеллярных растворов –

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 2
2025

8-20%, двуокиси углерода 8-15%, пара – 15-35%, воздух+вода (горячей) – 15-30%.

Обобщение результатов экспериментальных исследований по определению вытеснения нефти водой для пород - коллекторов верхнеюрских карбонатных отложений приведены в работах [2; с.16, 1; с.21-22, 4; с.23-29].

Из результатов выше указанных работ можно сделать вывод, что на коэффициент вытеснения нефти водой из известняков верхнеюрских отложений месторождений Бухаро-Хивинского региона основное влияние оказывают проницаемость коллектора, перепад давления и температуры пласта. Авторами для практического применения рекомендована многомерная корреляционная зависимость:

$$К_{выт}=18,707*К-0,00026*В-0,0061*Р_{об}+0,0217\Delta Р+0,0075t_{пл}-0,7071. \quad (15)$$

где К – средняя проницаемость коллектора, В-коэффициент водонасыщенности, $Р_{об}$ – давление гидроотжима, $\Delta Р$ – перепад давления, $t_{пл}$ – температура пласта.

Заключение. Анализ рекомендованных моделей определения коэффициента вытеснения нефти водой показывает, что его величины зависят от проницаемости коллектора, структуры пористой среды, физико-химических свойств пластовой нефти. Однако, модель полученная Юркив Н.И. свидетельствует, что величина $К_{выт}$ также зависит и от технологических факторов. Так как на величину коэффициента промывки продуктивного пласта помимо природных факторов значительное влияние оказывает система разработки, в частности плотность сетки скважин.

Таким образом можно заключить, что в результате экспериментальных исследований установлены эмпирические формулы, описывающие зависимость коэффициента вытеснения от различных геолого-физических параметров пласта, которые рекомендованы авторами при составлении проектов разработки и обосновании КИН.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агзамов А. А. К обоснованию величины коэффициента вытеснения нефти водой для карбонатных коллекторов Западного Узбекистана // Узбекский журнал нефти и газа. - Ташкент, 2010. – №2. – С.21-22.
2. Агзамов А.А. Научное обоснование выбора рационального комплекса интенсификации притока жидкости из различных типов карбонатных коллекторов // Автореферат на соис. ученой степени канд. техн. наук. - Ташкент: ОАО «ИГ и РН и ГМ», 2012. – 24 с.
3. Артюхович В.К. Расчет коэффициента вытеснения нефти из пористой среды углеводородным газом под высоким давлением // Нефтяное хозяйство. – Москва: 2004 – С.54-55.
4. Бобомуродов У.З. Совершенствование методов установления зон сосредоточения остаточных запасов нефти, в поздней стадии разработки месторождений // Автореферат дис. докт. философии (PhD) по техн. наукам. - Ташкент : АО “O'ZLITINEFTGAZ”, 2022. – 40с.
5. Выломов Д.Д., Штин Н. А., Цепелев В.П. Оптимизация системы поддержания пластового давления путем закачки пластовой воды вместо пресной // Нефтяное хозяйство. – Москва: 2020. –№7. – С.97 - 99.
6. Закиров С.Н., Муртазалиев А. Ш. К определению коэффициентов вытеснения для терригенных и карбонатных коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва: 2009.– №9. – С.45-48.
7. Игамбердиева Л.З. Повышение эффективности добычи тяжелых и высоковязких нефтей / дис. докт. философии (PhD) по техн. наукам. - Ташкент: АО “O'ZLITINEFTGAZ”, 2022. – 41с.
8. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М.Л. Сургучев, В.Н. Колганов, А. В. Гавура и др. - Москва: Недра, 1987. – 230 с.

(E) ISSN: 3030-3214
Volume 3, № 2
2025

9. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. РД. 39-0147035-218-86.- Москва: Миннефтепром, 1986. – 254с.
10. Мустафаев М.К., Кайыркан Е.К. Влияние температуры рабочего агента на коэффициент вытеснения высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело. – Москва: 2017. – №12. – С.43-48.
11. Лысенко В.Д., Грейфер В. И. Рациональная разработка нефтьных месторождений – Москва: ООО" Недра – Бизнесцентр", 2005. – 607 с.
12. Прогнозирование применения методов воздействия на пластах Лас-Ёганского месторождения / В.Е. Андреев, А.П. Чижов, А.В. Чибисов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, - Москва: 2020. – №5. – С.31-34.
13. Распопов А.В., Хижняк Г.П. Обоснования коэффициента вытеснения нефти водой с привлечением результатов исследований объектов-аналогов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва: 2009. – № 6. – С.39-43.
14. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – Москва: Недра, 1985. – 308 с.
15. Хижняк Г.П., Поплаухина Т.Б., Галкин С. В., Эфимов А. А. Опыт применения методики оценки коэффициента нефтевытеснения при проектировании разработки нефтяных месторождений Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – Москва: 2009. – № 8. – С.42-45.
16. Юркив Н.И. Физико - химические основы нефтеизвлечения. - Москва: «ВНИИНОЭНГ» , 2005. – 366 с.
17. Колесникова С.И. Методы анализа информативности разнотипных признаков // Вестник Томского государственного университета. – Томск, 2009. – №1 (6). – С.69-80.